

**EFISIENSI PENGGUNAAN TOP DRIVE DI  
BANDINGKAN ROTARY TABLE PADA PROSES  
PEMBORAN DIRECTIONAL SUMUR B#327 DAN  
B#310 DILAPANGAN “Z”**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik  
perminyakan*

Oleh :

**ZULHISMAN**

**123210363**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS ISLAM RIAU  
PEKANBARU**

**2019**

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan. Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Hj. Fitrianti,ST.,MT selaku dosen pembimbing 1 dan Bapak Idham khalid,ST.,MT selaku dosen Pembimbing 2 yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bang Hendra, bang refi, Pak syahril kamil dan Pihak PT. ASRINDO CITRASENI SATRIA yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu
4. Papa, Mama, Kakak dan adik-adikku yang memberikan dukungan penuh material maupun moral
5. Sabahat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 24 Juni 2019

**Zulhisman**

**Universitas Islam Riau**

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL .....	viii
DAFTAR LAMPIRAN .....	ix
DAFTAR SIMBOL .....	x
ABSTRAK .....	xi
<i>ABSTRACT</i> .....	xii
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1. LATAR BELAKANG .....	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3. BATASAN MASALAH .....	2
1.4. METODOLOGI PENELITIAN.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>5</b>
2.1. SISTEM PUTAR ROTATING SYSTEM.....	5
2.1.1. Sistem Rotary Table.....	5
2.1.2. Sistem Top Drive.....	7
2.2. PERBANDINGAN TOP DRIVE DAN ROTARY TABLE DENGAN KELLY .....	10
2.3. PEMILIHAN RIG DAN ANALISA BIAYA PEMBORAN...	11
2.4. EFISIENSI TRIP TIME DAN CONNECTION TIME .....	12
2.4.1. Estimasi Trip Time dan Connection Time.....	13
<b>BAB III GAMBARAN LAPANGAN</b> .....	<b>16</b>
3.1. KEADAAN GEOLOGI LAPANGAN MINYAK "Z" .....	17
3.1.1. Stratigrafi Lapangan Minyak "Z" .....	17
3.1.2. Struktur Geologi Lapangan "Z" .....	22

3.2. KARAKTERISTIK RESERVOIR LAPANGAN “Z” .....	24
<b>BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN .....</b>	<b>25</b>
4.1. HASIL DAN PEMBAHASAN .....	25
<b>BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>28</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>29</b>
<b>LAMPIRAN</b>	



## DAFTAR GAMBAR

	<b>Halaman</b>
<b>Gambar 2.1</b> <i>Rotary Table system</i> .....	6
<b>Gambar 2.2</b> <i>portable Top Drive system</i> .....	8
<b>Gambar 3.1</b> Peta Lokasi Lapangan minyak “Z”.....	15
<b>Gambar 3.2</b> Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah .....	20
<b>Gambar 3.3</b> Lapisan Produktif Bekasap.....	21
<b>Gambar 3.4</b> Kerangka Struktur Geologi Fase F2 dan F3 .....	22

## DAFTAR TABEL

	<b>Halaman</b>
<b>Tabel 2.1</b> Average trip time, Adam dan Charier .....	13
<b>Tabel 4.1</b> Data <i>connection time</i> dan <i>tripping time</i> .....	24
<b>Tabel 4.2</b> Waktu <i>handling</i> pipa dan biaya untuk sistem <i>top drive</i> .....	25
<b>Tabel 4.3</b> Waktu <i>handling</i> pipa dan biaya untuk sistem <i>rotary table</i> .....	25
<b>Tabel 4.4</b> <i>Pipe handling cost</i> .....	26

## DAFTAR SIMBOL

$C$	Biaya, \$
$T_{total}$	Waktu rata-rata, hr
$C_R$	Biaya Sewa Rig, \$/hr
$C_c$	Conection Time, \$/hr
$C_t$	Trip Time, hr
$C_{total}$	Biaya rata-rata, \$
$D$	Kedalaman, ft
$C_d$	Biaya Perkaki, \$/ft
$Q$	Kecepatan rata-rata, ft/hr
$D_{total}$	Kedalaman rata-rata, ft
$D_T$	Efisiensi total waktu
$D_C$	Efisiensi total biaya

## DAFTAR LAMPIRAN

- LAMPIRAN I** Data *Connection Time* dan *Tripping Time* dan Data Sewa Rig
- LAMPIRAN II** Penentuan Biaya Sewa Rig
- LAMPIRAN III** Penentuan *Pipe Handling Cost*
- LAMPIRAN IV** Perbandingan Biaya Keseluruhan dan Efisiensi Laju Pemboran
- LAMPIRAN V** Efisiensi Selisih Biaya dan Waktu

**EFISIENSI PENGGUNAAN TOP DRIVE DI BANDINGKAN  
ROTARY TABLE PADA PROSES PEMBORAN  
DIRECTIONAL SUMUR B#327 DAN B#310 DILAPANGAN “Z”**

**ZULHISMAN**

**123210363**

**ABSTRAK**

Pengembangan sumur yang dilakukan di lapangan “Z” adalah dengan melakukan pemboran dengan tipe sumur *directional* maupun *horizontal*, untuk dibutuhkan alat pemutar dengan tenaga dan torsi yang lebih besar agar bisa meneruskan daya putar yang lebih besar ke mata bor. Pada penelitian ini alat pemutar yang lebih cocok dan memiliki teknologi yang terbaru adalah unit *Top Drive* yang dikonstruksi terpisah dari unit *rig* itu sendiri, dimana *Top Drive* memiliki kinerja dan sistem tersendiri dari pada *Rotary Table*.

Penelitian ini dilakukan bertujuan untuk membandingkan biaya pemboran untuk masing-masing antara pemboran yang menggunakan *Top Drive* dan *Rotary Table*, dua sumur yang digunakan sebagai bahan analisa dan perbandingan satu menggunakan *Top Drive* dan satu menggunakan *Rotary Table* untuk berbagai kedalaman pada masing-masing sumur.

Dengan membandingkan antara sistem *Top Drive* dengan sistem *Rotary Table* dari 2 sumur yang dibor, *saving* waktu yang diperoleh dari proses *connection* dan *tripping* adalah sebesar  $T_{total} - T_{total} = 106.5 - 59.75 = 46.75$  hr. yang lebih efisien adalah penggunaan *Top Drive* dari pada *Rotary Table*. Pada ukuran pipa 17-1/2” sistem *top drive* menghabiskan waktu lebih lama pada saat *connection* nya dikarenakan penyusunan pipa menjadi 2 joint. Namun pada saat *tripping* jauh lebih unggul dibandingkan menggunakan *Rotary Table*. Dari rata-rata biaya yang dihasilkan dengan kedalaman yang sama, *top drive* jauh lebih efisien dibandingkan *Rotary Table*. Dengan selisih biaya nya sebesar 13.641.35 \$

**Kata kunci :** *Directional, Top drive, Rotary table, Perbandingan Waktu, Ukuran*

**EFISIENSI PENGGUNAAN TOP DRIVE DI BANDINGKAN  
ROTARY TABLE PADA PROSES PEMBORAN  
DIRECTIONAL SUMUR B#327 DAN B#310 DI LAPANGAN  
“Z”**

**ZULHISMAN**

**123210363**

**ABSTRACT**

The well development carried out in the "Z" field is to drill wells that already have wells, for drilling with directional or horizontal wells, to require rotators with greater power and torque to be able to destroy more rotating power big to the drill bit. In this study the most suitable and the latest technology of rotators is the Top Drive unit which is contracted separately from the unit of the rig itself, where the top drive has its own performance and system from the rotary table.

The research aims to compare drilling costs for each between drilling using top drives and rotary tables, two wells were used as material for analysis and a comparison of one using top drives and one using a rotary table for various depths in each.

By comparing the top drive system with the rotary table system from 2 wells drilled, saving the time obtained from the connection and tripping process is equal to  $T_{total} - T_{total} = 106.5 - 59.75 = 46.75$  hr. More efficient is the use of top drive from the rotary table. On pipe size 17-1/2" the top drive system takes longer when the connection is due to the arrangement of the pipes into 2 joints. But at the time of tripping it was far superior to using the rotary table. From the average cost produced with the same depth, top drive are far more efficient than the rotary table. With the difference in cost as much as 13641.35\$.

**Keywords:** Directional, Top drive, rotary table, Comparison, Time, Size

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. LATAR BELAKANG

Kegiatan pemboran pada perusahaan minyak dan gas (migas) merupakan salah satu rangkaian kegiatan yang dilakukan dalam rangka mendapatkan sumur minyak atau gas yang dapat berproduksi. Kegiatan pemboran dilakukan dalam standar keselamatan tinggi, pelaksanaan yang tepat waktu dengan efisien. Perencanaan yang matang merupakan kunci sukses proyek pemboran. Perencanaan ini mencakup aspek teknis, aspek geologis, aspek fasilitas, aspek keselamatan kerja dan juga aspek sosial terhadap kehidupan masyarakat sekitar wilayah operasi (Victor, 2014).

Untuk meningkatkan jumlah produksi minyak, perlu penambahan sumur-sumur minyak dengan melakukan pemboran di daerah-daerah yang potensi minyak masih tinggi dan dengan menambahkan sumur minyak dengan system *multi pad* (satu *well pad* yang terdiri dari lebih dari satu sumur minyak) dan pada umumnya penambahan sumur dilakukan dengan melakukan pemboran tipe sumur *directional*, pemboran dengan tipe sumur *directional* memiliki peralatan yang khusus untuk membelokkan arah pemboran begitu juga dengan kekuatan dari pada sumber pemutar agar tidak terjadi kegagalan dalam proses pemboran (Cavanaugh, J.M, 1988).

Pengembangan sumur yang dilakukan di lapangan “Z” adalah dengan melakukan pemboran tipe *directional*. Dimana *well pad* tersebut dulu nya pernah dilakukan pemboran menggunakan *Rotary Table* dengan tipe sumur yang sama yaitu *directional*. Dari data yang sudah ada maka dapat dibandingkan dengan penggunaan *Top Drive* di lapangan yang sama dan formasi yang sama yaitu formasi bekasap.

Untuk mengetahui kinerja dan seberapa efisiensi dari pada masing-masing peralatan tersebut, dalam penelitian ini perlu dilakukan perbandingan kinerja untuk masing-masing peralatan baik dari segi kekuatan (performa),

kecepatan (menembus formasi yang akan dibor dengan berbagai sudut kemiringan) dan waktu pemboran (menyelesaikan pekerjaan satu sumur minyak).

Dengan melakukan perbandingan antara *Top Drive* dan *Rotary Table*, dapat diketahui kinerja masing-masing peralatan dan dengan mengetahui hal tersebut, kita dapat menentukan waktu dan biaya pemboran dapat diminimalisir dan menghindari terjadinya kegagalan-kegagalan yang tidak diinginkan selama proses pemboran berlangsung (Boyadief.G.J, 1986).

Menggunakan *Top Drive* dua kali lipat lebih cepat dibandingkan penggunaan *Rotary Table*, dan tidak membutuhkan crew yang banyak. *Safety* dalam pekerjaan juga lebih efisien. Ketahanan formasi menggunakan *Top Drive* ini juga lebih optimal dikarenakan formasi yang sudah terbentuk pada saat pemboran tidak kosong sehingga keruntuhan formasi tidak terjadi. Jika pemboran menggunakan *Rotary Table*, seluruh string harus ditarik dari sumur bor untuk menambah panjang string dan mengakibatkan kekosongan pada formasi yang hanya di tahan oleh lumpur sirkulasi (hongying, 2012).

## 1.2. TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Untuk menentukan biaya pemboran pengerjaan sumur minyak B#327 dan sumur minyak B#310 pada keseluruhan maupun \$/ft nya dilapangan “Z”
2. Menentukan perbandingan waktu yang efisien untuk penggunaan *system Top Drive* atau *system Rotary Table*.

## 1.3. BATASAN MASALAH

Dalam penulisan tugas akhir ini memberikan batasan masalah agar pembahasan tidak menyimpang dari masalah yaitu:

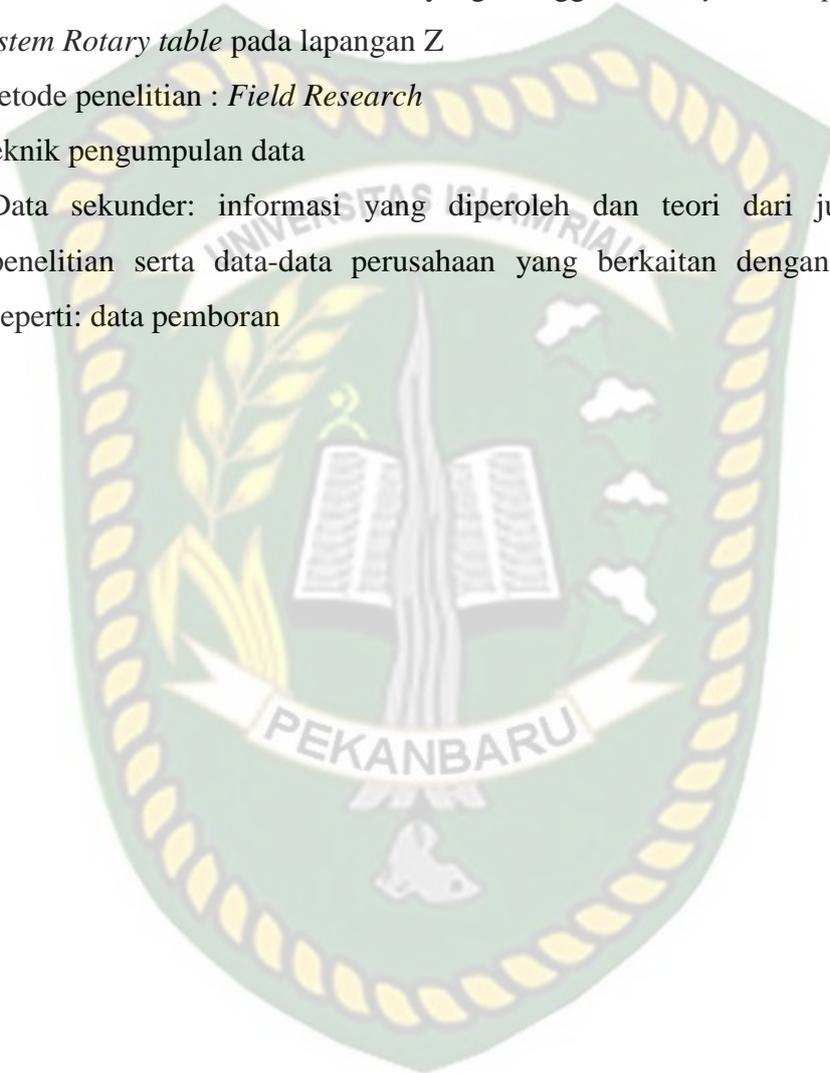
1. Membahas seputaran *connection time* dan *tripping time*.
2. Tidak membahas pada rangkaian *Top Drive* maupun *Rotary Table*.
3. Membahas keefisienan waktu dan biaya pada penggunaan *Top Drive* dan *Rotary Table*

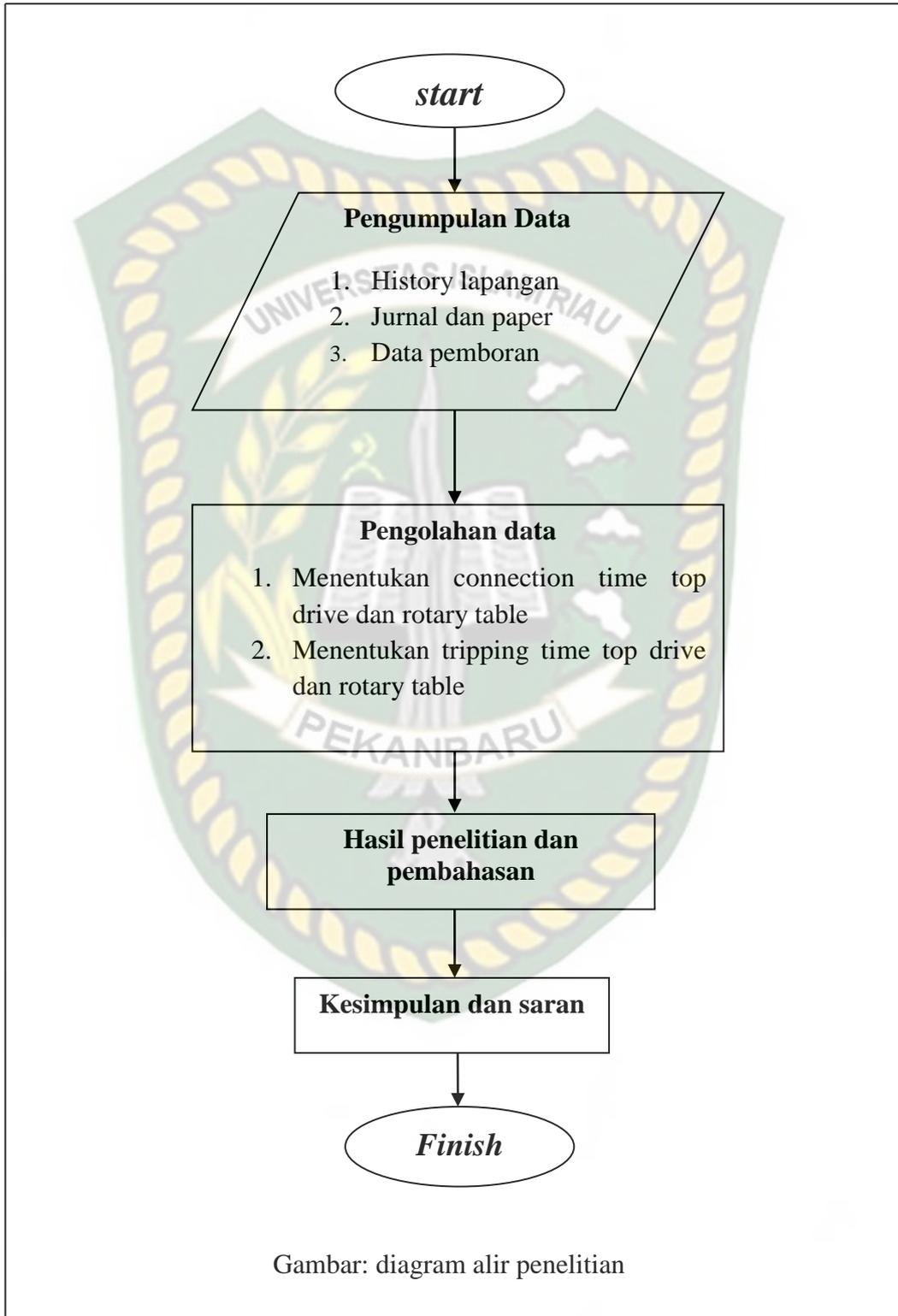
#### 1.4. METODOLOGI PENELITIAN

Dalam penelitian tugas akhir ini, peneliti melakukan beberapa tahapan sebagai berikut:

1. Penelitian ini dilakukan di sumur yang menggunakan *system Top drive* dan *system Rotary table* pada lapangan Z
2. Metode penelitian : *Field Research*
3. Teknik pengumpulan data

Data sekunder: informasi yang diperoleh dan teori dari jurnal-jurnal penelitian serta data-data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian seperti: data pemboran





Gambar: diagram alir penelitian

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Allah subhanahu wata'ala telah menciptakan manusia dengan berbagai kelengkapan sumber daya alam. Selain sumber daya alam yang dapat diperbaharui sang pencipta juga menciptakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak bumi dan gas. Sifat sumber daya minyak bumi dan gas adalah dapat punah dan habis apabila dieksploitasi terus menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum islam secara tegas mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam islam, kepemilikan hakikatnya adalah milik Allah secara absolute. Allah SWT berfirman yang terdapat dalam QS. Fatir (pencipta) ayat 3 yang artinya "Wahai manusia! Ingat lah akan nikmat allah kepadamu. Adakah pencipta selain allah yang dapat memberikan rezeki kepadamu dari langit dan bumi? Tidak ada tuhan selain dia; maka mengapa kamu berpaling (dari ketauhidan)".

Tahun 1983 pengembangan dari *Derrick Drilling machine* (DDM) digantikan dengan konvensional *rotating the drill string* dengan *kelly rotary table*, pertama kali dikeluarkan dalam tahun 1984 adalah dengan DDM 650 DC, sebuah DC driven top drive secara *electrical* dengan 650 ton *load rating* yang didesain untuk *offshore*. *Portable top drive system* (PTD) telah dikembangkan dan coba diperkenalkan ke *maritime hydraulic* pasaran dunia dan banyak yang menyukai. Untuk sumur *slim* versi dari PTD juga dikembangkan dan diakomodasikan membutuhkan kecepatan tinggi (600 rpm) *top drive drilling* dengan OD yang kecil. Unit ini dilakukan pengetesan dengan melibatkan 6 operator berbagai perusahaan dalam persatuan *rogaland research* di *Stavanger norway* (Jan pinka, 1996).

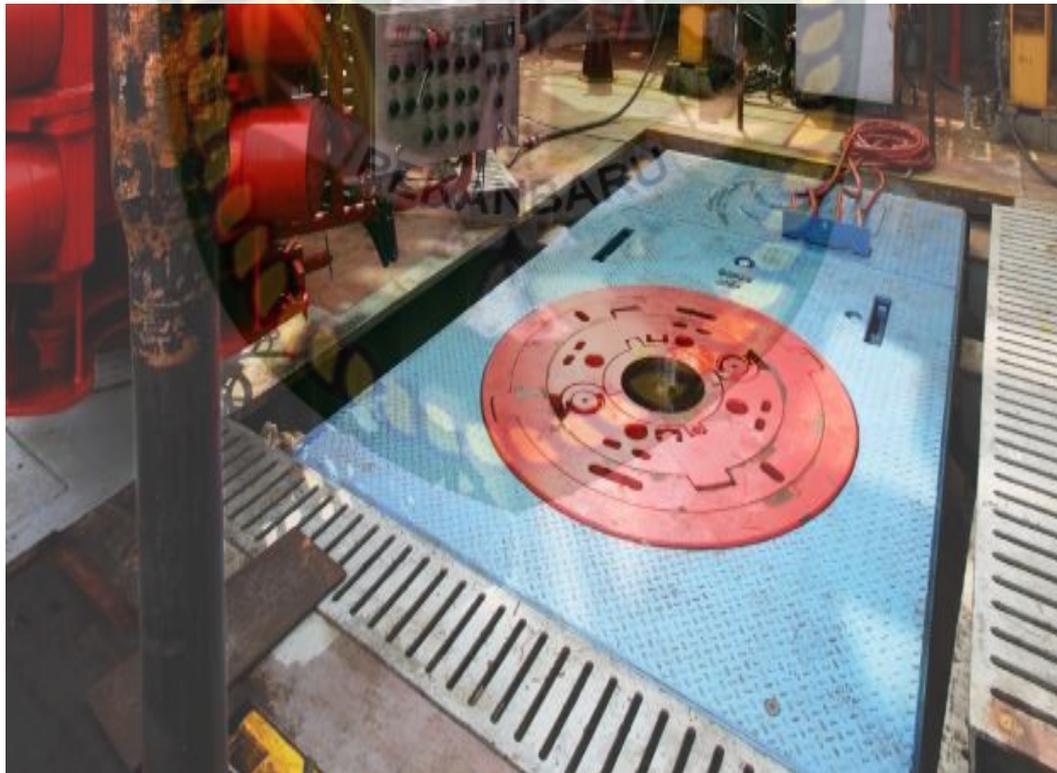
#### 2.1. SISTEM PUTAR *ROTATING SYSTEM*

Fungsi utama dari sistem putar (*rotating system*) adalah untuk memberikan putaran pada rangkaian pipa bor dan juga memberikan berat pada pahat dalam pemboran suatu formasi. Putaran bersumber dari putaran *Rotary Table* ( apabila

menggunakan kelly) atau dari putaran motor pada *Top Drive*. Besarnya putaran yang diinginkan biasanya disebut dengan *Rotation Per Minutes* (RPM). Besarnya beban rangkaian pemboran akan memberikan berat yang berguna untuk membantu mata bor dalam memecahkan batuan pada saat operasi pengeboran berlangsung. Beban ini sering dinamakan dengan *Weight On Bit* (WOB). Yang tepat akan menghasilkan kecepatan pengeboran yang *optimum* (*Rate of Penetration optimum*) (James Kahutu, 2014)

### 2.1.1. Sistem Rotary Table

*Rotary Table* sistem merupakan sistem yang dipasang diatas lantai bor didalamnya terdapat *Master Bushing*. Pada *Master Bushing* terdapat box yang dimasuki oleh pin dari *Kelly Bushing*. Sehingga bila *Rotary Table* berputar, *Master Bushing* berputar, dan *Kelly bushing* akan berputar (Forsberg, 1997)



**Gambar 2.1** *Rotary Table System* (Forsberg, 1997)

Alat ini dipasang pada rantai bor dan posisi tegak lurus dengan traveling block. Bagian tengah dari *Rotary Table* terdapat lubang, dan *Master Bushing* dipasang di dalamnya. *Rotary Table* harus dibersihkan dari lumpur yang tercecer, agar operator rantai bor tidak terpeleket pada waktu bekerja di rantai bor.

Menurut Wahid Mohamed (2016), ukuran dan kapasitas beban *Rotary Table* berkisar antara 100 sampai 600 ton. Kecepatan putaran pengeboran berkisar antara 35 sampai 200 putaran per menit searah jarum jam. Kecepatan diatur oleh *driller*, tergantung pada tipe mata bor yang dipakai dan lapisan yang ditembus.

Kaiser (2007), menyimpulkan kelebihan dan kerugian jika menggunakan sistem *Rotary Table* pada pemboran.

Kelebihan:

1. Penyewaan pada *Rotary Table* terbilang murah.
2. Pada pemboran vertikal *Rotary Table* cocok karena tidak membutuhkan biaya yang mahal dan kedalaman yang diinginkan pada sumur vertikal biasanya sedikit dangkal.
3. Perawatannya tidak rumit

Kerugian:

1. Jika pemboran menggunakan tipe *directional* dan dalam, maka *Rotary Table* kurang efisien
2. Pada *connection Rotary Table* menghabiskan waktu sangat lama karena *kelly* harus dicabut masuk setiap penambahan drill pipe
3. Kurang *safety* karena membutuhkan *crew* yang banyak di atas meja putar

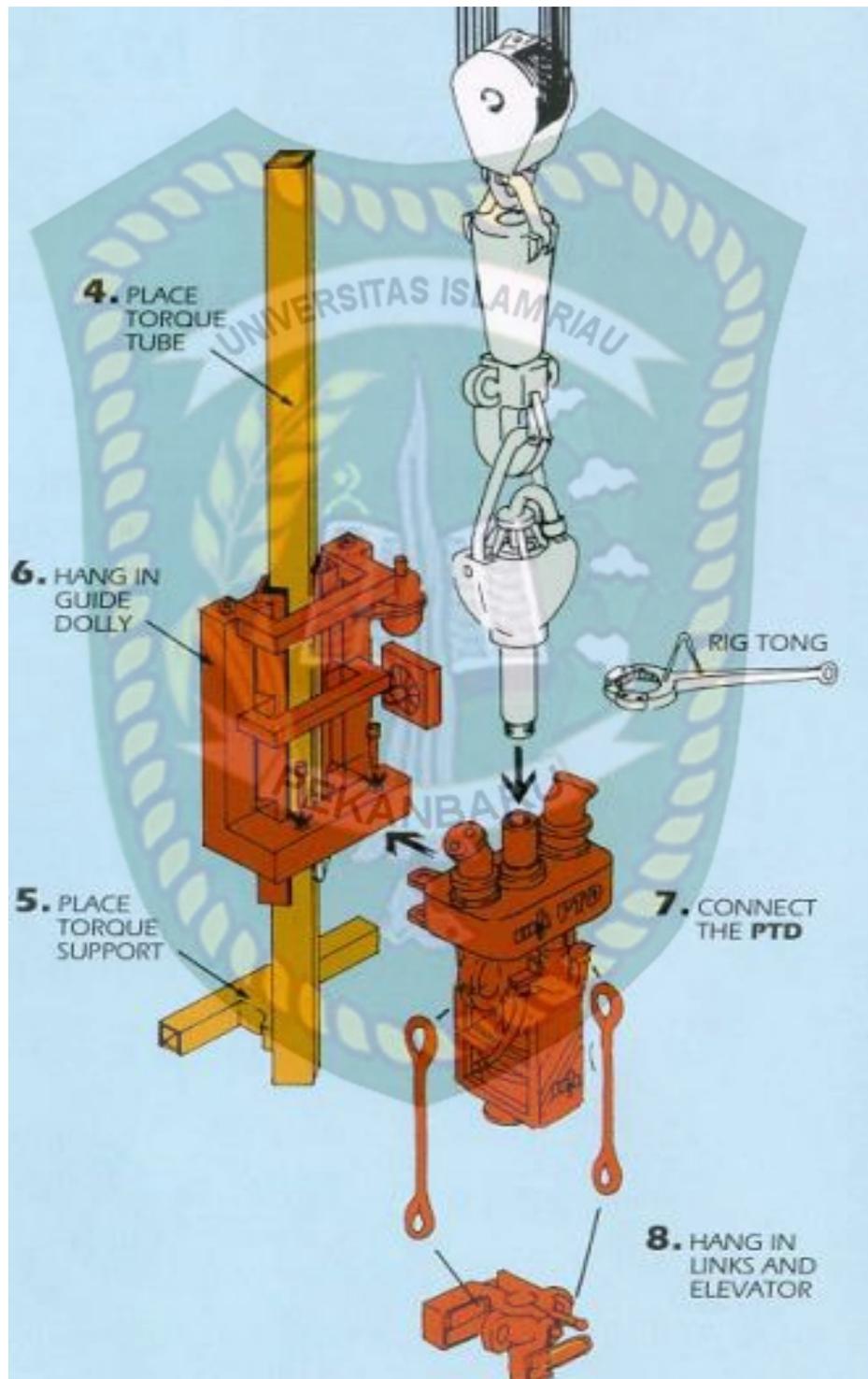
### 2.1.2 Sistem *Top Drive*

*Top Drive drilling system* merupakan sistem pemboran dengan memutar drill stem menggunakan pemutar yang dipasang langsung dibawah swivel dan pemutar tersebut bergerak naik turun mengikuti gerakan traveling block. Dengan sistem ini *Kelly Bushing* dan *Kelly* tidak diperlukan karena drill stem diputar langsung dengan *drilling motor assembly* yang digantung di *traveling block* (Qiao, 2009).

Menurut Tyson dan Schuck (1995), *Portable Top Drive system* adalah buatan *tylor*, tetapi pada waktu yang sama standarisasi diperuntukkan kepada *rig* yang beroperasi di darat (*land rig*) dan *rig* yang beroperasi di laut (*offshore*) dengan ketentuan :

1. Nama dari *portable Top Drive* mencerminkan satu dari manfaat utama dari *system* ini.
2. Pemilihan dari pada komponen adalah dasar pembuatan untuk penyediaan di dunia efisiensi biaya dan daya tahan tinggi.
3. Cepat dalam *rig up/ rig down*, mudah dilepaskan semua *system hydraulic* dan sistem elektrik
4. PTD adalah *fully self propelled system*. Dengan minor atau sekarang dimodifikasi sesuai dengan derrick atau mast.
5. Lamanya pemasangan seluruh perangkat sebesar 15 jam.

Penjelasan sistem



Gambar 2.2 Portable Top Drive sistem (Stephen kangongo, 2009)

PTD *system* terdiri dari beberapa komponen:

Bagian atas

1. *Portable Top Drive* termasuk panduan.
2. Panel operator termasuk suspensi *accessories*.
3. *Torque system*.
4. *Diesel hydraulic power unit*.
5. Sistem transportasi komplit.

Penjelasan PTD

*Portable Top Drive* terdiri dari:

1. Sebuah *gearbox*, termasuk *main shaft*.
2. Satu atau dua meter hidrolik.
3. Pengendali pipa termasuk *torque arrestor*.
4. *Quid dolly*, termasuk pendingin untuk oli *gearbox*.
5. *IBOP valve*.
6. *Elevator link*.

## **2.2. PERBANDINGAN TOP DRIVE DAN ROTARY TABLE**

Cavanaugh dan Adam (1988) menuliskan penjelasan kewajiban dari *drilling* dengan *permanent Top Drive versus Rotary Table system*. Perbedaan utama antara *Top Drive rig* dan *system Rotary Table* adalah posisi dari pada mekanisme penggerakannya.

King (1995) menyimpulkan keuntungan dan kerugian dalam menggunakan *permanent Top Drive* pada operasi pemboran adalah:

Keuntungan:

1. Lebih *safety*, karena berkurangnya koneksi.
2. Mampu memutar ke kedua arah selama cabut 93 ft (1 stand), menghemat waktu pada pekerjaan khusus seperti memancing atau coring.
3. Meningkatkan *well control* dengan kemampuan untuk *make up* dan sirkulasi ketika *tripping*.

4. Dapat melakukan spinning dan member torsi sambungan diatas dan dibawah bersama-sama, sehingga menghemat waktu 1/2kali.
5. Meminimalisir *static time* dalam situasi sumur apapun.
6. *Back-ream* untuk membersihkan daerah yang keras.
7. Mengurangi waktu penyambungan.
8. *Directional drilling* dengan 93 ft berdiri.
9. *Casing* dapat diturunkan dengan *standard casing tool*.

Kerugian:

1. Biaya *Top Drive* mahal.
2. Modifikasi pada *derrick* untuk kedudukan.
3. Mengurangi *Bottom Hole Assembly* bekerja diketinggian.
4. Perawatan yang meningkat.

### 2.3. PEMILIHAN RIG DAN ANALISA BIAYA PEMBORAN

Perbandingan dua teknik *drilling*, pemboran dengan *Kelly busing*, *swivel* dan *Rotary Table*. *Top drive drilling system* mengalahkan penggunaan dari *Kelly* dan *Kelly busing*, karena itu menghilangkan yang digunakan untuk menghandel keduanya ketika mengisi pipa bor dan membersihkannya sampai ke dasar sumur. *Cost per foot* adalah dimana kondisi biaya minimum pemboran, perbandingan masing-masing *running bit* untuk seluruh sumur yang ada didalam area yang akan mengidentifikasi kondisi mata bor dan operasi menghasilkan biaya minimum pemboran. *Drilling engineer* menyediakan biaya *rig* yang diharapkan, biaya mata bor dan *trip time* rata-rata di asumsikan . kemudian persamaan biaya mata bor yang di *run* dapat digunakan. Persiapan estimasi biaya- biaya untuk sebuah sumur dalam tahap akhir perencanaan sumur. Waktu yang dibutuhkan untuk melakukan pemboran sebuah sumur memiliki dampak yang penting pada beberapa item didalam biaya sumur. *Cost per foot* selama *single bit* di *run* adalah jumlah dari ketiga *cost: bit cost, trip cost* dan *rig operation cost*. *Bit cost* dan *trip cost* adalah tetap untuk pada saat bit *run* (Williams, 1991).

Biaya untuk penyewaan rig tersebut berbeda-beda, dimana untuk biaya penggunaan *Top Drive* itu sendiri terbilang lebih mahal yaitu 737.18 \$/hr. Sedangkan biaya penyewaan pada penggunaan *Rotary Table* lebih murah yaitu 541.67 \$/hr.

Adam dan charier (1985). Namun demikian, untuk waktu trip pengeboran tergantung pada beberapa faktor seperti:

1. Kedalaman sumur.
2. Diameter sumur.
3. *Surge* dan *swab pressure*.
4. Konfigurasi *Bottom Hole Assembly*.
5. Kapasitas alat angkat.
6. Menggunakan *automatic pipe handling system*.
7. *Type* dari pada rig.
8. Masalah sumur.
9. *Efisiensi crew*
10. Peraturan pemboran (Walid MM & Saber Kh.E, 2016).

#### **2.4. EFISIENSI *TRIP TIME* DAN *CONNECTION TIME***

Dalam proses pengeboran mengacu pada proses melepas *drillstring* dari lubang untuk mengubah bagian dari perakitan *downhole* dan kemudian menurunkan *drillstring* kembali ke dasar lubang. Selama masa pemboran berlanjut maka disebut dengan *trip time*. Pada waktu penyemenan casing tidak termasuk pada *tripping time* (Adam, 1985).

Disisi lain, koneksi dalam istilah pengeboran adalah penambahan pipa ke *drillstring* untuk melanjutkan pengeboran lubang lebih dalam. Dalam sistem *Rotary Table* hanya satu pipa yang terhubung ke *drillstring*. Meskipun demikian, sistem *Top Drive* membutuhkan penambahan dua pipa yang terhubung sekaligus. Kecepatan *tripping* dapat ditingkatkan dengan menggunakan otomatisasi untuk penanganan pipa dan menggunakan *iro-roughneck* untuk memperbaiki atau memutus koneksi (Falcao, 1993).

Untuk menentukan seberapa selisih waktu yang didapat antara *Top Drive* dan *Rotary Table* dapat dilakukan dalam persamaan 1 (Walid, 2016).

$$\eta_T = T_{total} - T_{total} \dots\dots\dots 1$$

Dimana :

$\eta_T$  = efisiensi total waktu

$T_{total}$  = waktu rata-rata, hr

Dalam menentukan selisih biaya keseluruhan antara *Top Drive* dan *Rotary Table* dapat digambarkan dalam persamaan 2 (Walid, 2016).

$$\eta_C = C_{total} - C_{total} \dots\dots\dots 2$$

Dimana :

$\eta_C$  = efisiensi total biaya

$C_{total}$  = biaya rata-rata, \$

**2.4.1. Estimasi *trip time* dan *connection time***

Adam dan Charrier (1985) mencatat dari hasil *trip time* 1 hr/1000 ft dari kedalaman sumur, Short (1982) menampilkan *trip time* diambil dari 0,8 hr/1000 ft s/d 10,000 ft dan 1 hr/1000 ft dari 10,000 ft – 15,000 ft, 1,2 hr/1000 ft dari 15,000 ft – 20,000 ft, Adam dan Charrier (1985) menggunakan tabel 2.1 untuk estimasi *trip time* dalam merencanakan suatu sumur minyak dan tabel ini merupakan sebagai dasar dalam penelitian. Schofield (1992) menggunakan persamaan 1 untuk menghitung *trip time*. Falcao (1993) menentukan *trip factor* (hr/1000 ft untuk selama *trip* di bawah 1000 ft) dan sistem *top drive* dalam segi waktu *save* sebesar rata-rata 25 menit lebih dari sistim *rotary table*.

Dimana :

Tabel 2.1 Average trip time, Adams dan Charrier (1985)

Depth	Hole Size, in		
	< 8.75	8.75 – 9.875	> 9.875
2,000	1.5	3	4.5
4,000	2.5	4.2	5.75
6,000	3.5	5.4	7
8,000	4.7	6.5	8
10,000	5.8	7.25	9
12,000	7	8.25	10.25
14,000	8.25	9.25	11.5
16,000	9.75	10.25	12.5
18,000	11	11.25	13.75
20,000	11.8	12.25	15

Untuk menentukan total biaya pemboran dari *daily rig rate* berdasarkan biaya *connection time*

$$C = C_R(t_{total}) \dots\dots\dots 3$$

Dimana :

$C$  = Total biaya, \$

$C_R$  = Biaya sewa *rig*, \$/hr

$T_{total}$  = *total time*, \$/hr

Menurut Adam dan charier (1985), menentukan *total time* secara logaritma untuk penjumlahan

$$t_{total} = C_t + C_c \dots\dots\dots 4$$

Dimana:

$C_c$  = *Connection time*, hr

$C_t$  = *Trip time*, hr

$T_{total}$  = *Total time*, \$/hr

Untuk menentukan biaya keseluruhan dan laju pemboran dapat di gambarkan dalam persamaan 5 (King I.M, 1995)

$$C_{total} = C_R \times T_{total} \dots\dots\dots 5$$

Dimana:

$C_{total}$  = biaya rata-rata, \$

$C_R$  = biaya sewa Rig, \$/hr

$T_{total}$  = waktu rata-rata, hr

Menurut Stephen (2009), Laju pemboran dalam bentuk ft/hr dapat dilakukan dalam persamaan 6 yaitu.

$$Q = \frac{D_{total}}{T_{total}} \dots\dots\dots 6$$

Dimana:

Q = kecepatan rata-rata, ft/hr

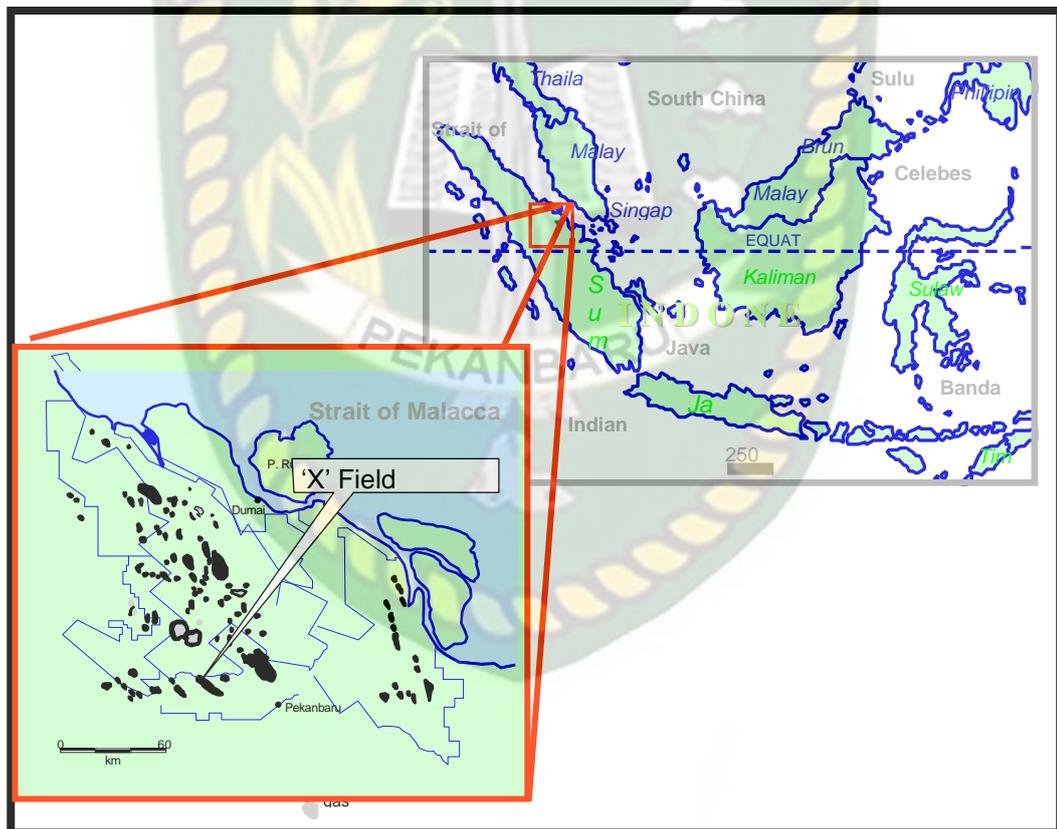
$D_{total}$  = kedalaman rata-rata, ft

$T_{total}$  = waktu rata-rata, hr

### BAB III

## GAMBARAN LAPANGAN

Lapangan minyak “Z” merupakan salah satu Lapangan minyak yang termasuk dalam area yang dikelola oleh PT. Chevron Pacific Indonesia Distrik Minas operation unit. Lapangan minyak “Z” berlokasi sekitar 40 km sebelah barat dari Lapangan minyak utama Minas atau kurang lebih 70 km sebelah barat laut kota Pekanbaru. Lapangan “Z” berada pada Cekungan Sumatera Tengah yaitu pada Blok Rokan PSC dan sebagian kecil pada Blok Siak PSC. Peta lokasi Lapangan minyak “Z” ditampilkan pada **Gambar 3.1**.



**Gambar 3.1.** Peta Lokasi Lapangan minyak “Z”

(Exploration File PT. Caltex “Laporan Geologi Lapangan minyak Z)

### 3.1. KEADAAN GEOLOGI LAPANGAN MINYAK “Z”

Berikut akan diuraikan mengenai keadaan geologi Lapangan minyak ”Z” yang meliputi stratigrafi dan struktur geologi dari lapangan tersebut.

#### 3.1.1. Stratigrafi Lapangan minyak “Z”

Urutan stratigrafi Lapangan minyak “Z” sesuai dengan stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah dari tua ke muda seperti yang telah dikemukakan oleh (Eubank dan Makki,1981 ; Heidrick dan Aulia,1993) terdiri dari: Basement, Pematang Group, Sihapas Group, Formasi Petani dan Formasi Minas, seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.2**.

##### 1. Basement.

Basement merupakan batuan kristalin yang berumur Pre-tertiery sebagai dasar dari basin (cekungan). Batuan dasar ini terdiri dari 4 kelompok satuan litologi, yaitu : (1) Kelompok Mutus yang terdiri dari *ofiolit*, *metasedimen*, dan sedimen-sedimen berumur *Trias*, (2) Kelompok Malaka yang terdiri dari *kuarsit*, *filit*, dan *granodiorit*, (3) Kelompok Mergui yang terdiri dari *greywacke*, *kuarsit* dan *batu lempung kerikilan*, dan (4) Kelompok Tapanuli yang terdiri dari *argilit*, *sekis*, dan *tuf*. Fase terbentuknya batuan dasar disebut dengan F0.

##### 2. Group Pematang

Group Pematang diendapkan secara tidak selaras diatas Basement pada Fase F1 yang berumur Eo-oligosen. Kelompok ini merupakan sedimen tertua yang terdiri dari beberapa Formasi, yaitu Formasi Reds beds bawah (*Lower red beds*), Formasi Brown shale dan Formasi reds beds atas (*Upper red beds*).

##### A. Formasi Lower Red Bed

Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari lempung, lanau, batupasir arkosik, *fanglomerat* dan sedikit *konglomerat* yang diendapkan pada lingkungan dataran *alluvial* yang berubah secara lateral menjadi lingkungan *fluvial*, *lakustrin* dan *delta*. Bagian bawah dari Formasi ini, pada beberapa cekungan yang dalam dapat mencapai ketebalan 3000 meter. Batupasir di Formasi ini

mempunyai kualitas yang jelek sebagai reservoir karena masih sangat dekat dengan sumbernya dan sortasinya jelek.

### **B. Formasi Brown Shale**

Formasi *Brown Shale* sesuai dengan namanya terdiri dari *shale* yang berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan *lakustrin* ( danau ). Batuan ini merupakan batuan induk hidrokarbon di Cekungan Sumatra Tengah.

### **C. Formasi Upper Red Bed**

Formasi *Upper Red Bed* diendapkan pada tahap akhir tektonik Fase F1. Peningkatan kecepatan sedimentasi dan suplai klastika menyebabkan cekungan menjadi penuh dan lingkungan berubah menjadi *fluvial* dan *alluvial*. Lithologi penyusun Formasi ini berupa batupasir, konglomerat dan *shale* berwarna merah-hijau. Batupasir di Formasi ini menjadi target eksplorasi saat ini. Formasi reds bed atas memiliki tiga reservoir minyak yang dinamakan Formasi URD 1, Formasi URD 2 dan Formasi URD 3.

### **3. Group Sihapas.**

Nama Sihapas diperkenalkan oleh Durham pada tahun 1939 (Cameron, 1983) pada awalnya merupakan batupasir yang menjadi bagian dari Formasi Batupasir Kwarsa (Zwierzyeki, 1922) di Bukit Barisan. Group Sihapas diendapkan pada Fase F2 selama kala *Oligosen Akhir* sampai *Miosen Tengah*.

Group sihapas terdiri dari beberapa Formasi yaitu Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri dan Formasi Telisa. Group Sihapas termasuk rangkaian endapan transgresif (Cameron, 1983) dimana lithologi pengendapannya memiliki sifat penghalusan ke atas, sehingga merupakan lapisan reservoir yang baik. Group Sihapas merupakan reservoir yang sangat penting di Cekungan Sumatera Tengah , karena 90 % lapangan minyak bumi ditemukan di daerah ini.

Group Sihapas punya peran penting dalam akumulasi hidrokarbon terutama pada Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri. Kelompok Sihapas memiliki porositas dan permeabilitas tinggi dan

merupakan reservoir yang bagus. Ketebalan maksimum mencapai 3300 kaki yang merupakan angka ekonomis sebagai suatu batuan reservoir di Cekungan Sumatera Tengah (*Mertosono dan Nayoan, 1974*).

#### **A. Formasi Menggala**

Formasi ini merupakan bagian terbawah dari kelompok Sihapas, diperkirakan berumur Miosen Awal (N4) yang memiliki hubungan tidak selaras dengan Formasi Pematang dan ditutupi secara selaras oleh Formasi Bangko. Litologi tersusun oleh batupasir konglomeratan berselang-seling dengan batupasir halus hingga sedang dan diendapkan pada *fluvial channel* pada Awal Miosen dengan ketebalan mencapai 800 kaki.

#### **B. Formasi Bangko**

Formasi ini sering disebut dengan Formasi Dalam, Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Menggala dan tersusun oleh serpih abu-abu yang bersifat gampingan dan berselang-seling dengan batupasir halus sampai sedang. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Awal (N5) dan diendapkan pada lingkungan estuarin dengan ketebalan maksimum 300 kaki (*Dawson, et al., 1997*).

#### **C. Formasi Bekasap**

Formasi Bekasap diendapkan secara selaras di atas Formasi Bangko dan tersusun oleh lithologi batupasir halus sampai kasar, bersifat massif dan berselang-seling dengan serpih tipis dan kadang ditemukan juga lapisan tipis batubara dan batu gamping. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Awal (N6). Formasi Bekasap diperkirakan diendapkan pada daerah *intertidal, estuarin, dan inner neritic* hingga *middle – outer neritic*, dengan ketebalan 1300 kaki (*Dawson, et al., 1997*).

Pengendapan Formasi Bekasap diperkirakan terjadi selama tingkat transgresi paleogen yang dipengaruhi oleh inti benua. Bagian bawahnya terendapkan dalam dataran delta melalui celah pada facies muka delta yang disebabkan oleh perpindahan saluran distribusi pada bagian atas Formasi Bekasap. Ditinjau dari reservoirnya Formasi Bekasap dibagi menjadi dua zona produksi :

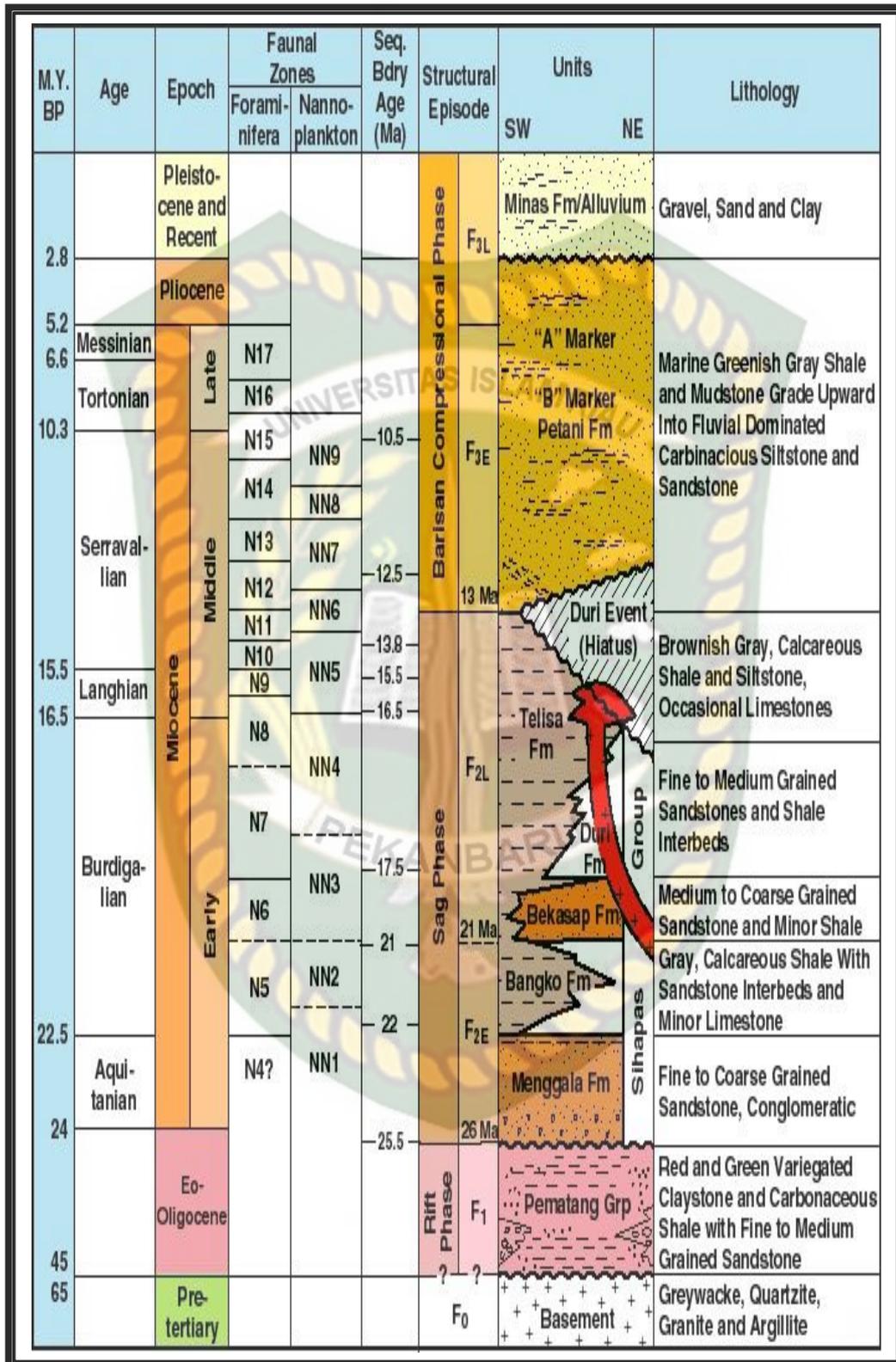
- Anggota Bawah yang ditunjukkan oleh Baji, Jaga dan Dalam.
- Anggota Atas yang ditunjukkan oleh zona Pertama dan Kedua.

Aktifitas pembentukan sistem delta ke arah Selatan dan Tenggara menghasilkan perubahan facies yang sangat cepat. karena itu pengendapan dari sekat garis pantai dan distribusi mulut delta selalu diikuti dengan pengendapan dari batupasir kompak. Proses terjadinya ini dapat dipengaruhi oleh energi yang tinggi dan .pengendapan selama Miosen.

Formasi Bekasap merupakan Formasi utama yang memproduksi minyak di Lapangan minyak “Z”. Formasi Bekasap mempunyai 3 lapisan pasir / sand bodies yang bertindak sebagai reservoir (Bekasap A, B, C). **Gambar 3.3.**

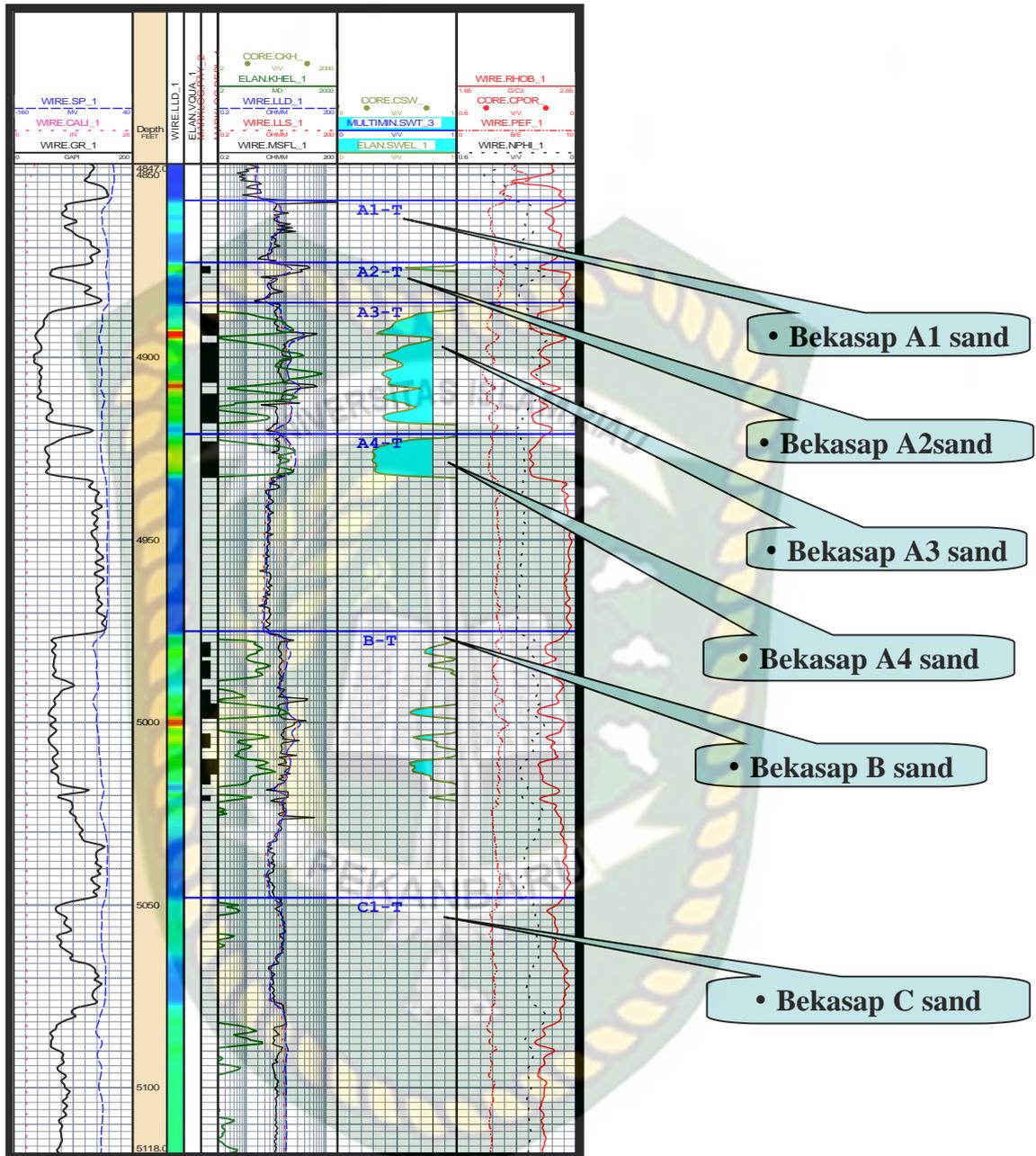
#### **F. Formasi Petani**

Sedimen muda yang ditemukan di Lapangan minyak “Z” salah satunya adalah Formasi Petani, Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan menggambarkan Fase Regresif dari siklus pengendapan Cekungan Sumatera Tengah. Formasi ini diendapkan mulai dari lingkungan laut dangkal, pantai, dan ke atas sampai lingkungan delta yang menunjukkan regresi air laut. Formasi Petani terdiri dari batupasir, lempung, batupasir glaukonitan, dan batu gamping yang dijumpai pada bagian bawah, sedangkan batubara banyak dijumpai di bagian atas dan terjadi pada saat pengaruh laut semakin berkurang. Komposisi dominan batupasir adalah kuarsa, berbutir halus sampai kasar, umumnya tipis dan mengandung sedikit lempung yang secara umum mengkasar ke atas. Secara keseluruhan mempunyai ketebalan 6000 kaki yang berumur Miosen Akhir – Pliosen Awal, atau N9 (NN5) – N21 (NN18). Penentuan umur pada bagian atas Formasi ini kadang membingungkan karena tidak adanya fosil laut. Hidrokarbon yang terdapat pada Formasi ini tidak komersial.



Gambar 3.2. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Tengah

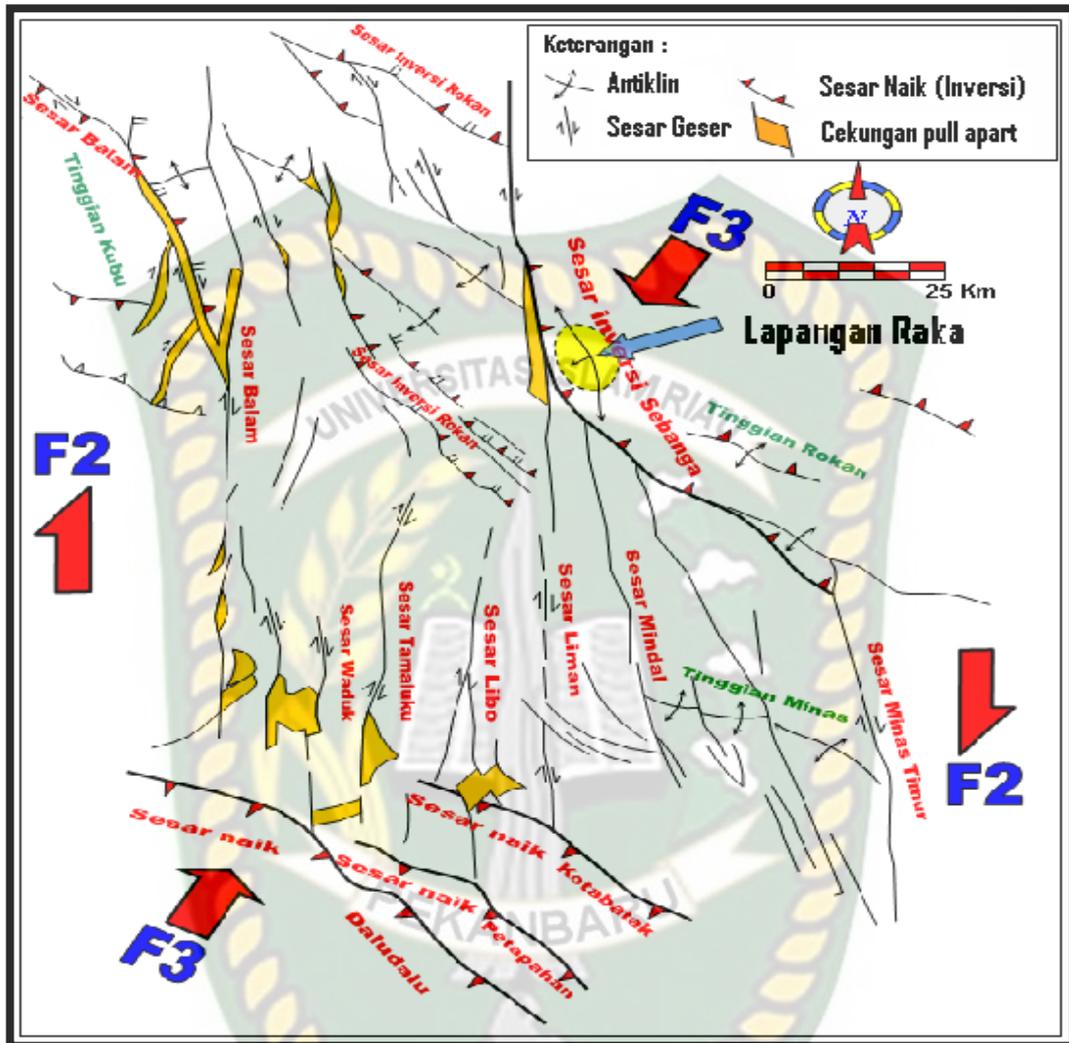
(Eubank dan Makki,1981 ; Heidrick dan Aulia, 1993)



Gambar 3. 3. Lapisan Produktif Bekasap (Berdasarkan Log)

### 3.1.2. Struktur Geologi Lapangan “Z”

Sejarah geologi Cekungan Sumatra Tengah ditentukan oleh terjadinya proses-proses tektonik, Oleh karena itu episode tektonik dalam pembentukan Cekungan Sumatra Tengah menjadi faktor pengontrol utama pengendapan di daerah ini. **Gambar 3.4.** memperlihatkan kerangka struktur geologi fase F2 dan F3 yang mempengaruhi struktur geologi Cekungan Sumatera Tengah.



**Gambar 3.4.** Kerangka Struktur Geologi Fase F2 dan F3  
( Heidrick & Turlington, 1997 )

Berdasarkan sejarah geologi, Lapangan “Z” terletak pada Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan Cekungan belakang busur (back arc basin) yang berkembang di sepanjang tepian paparan sunda bagian barat dan selatan. Cekungan ini terbentuk akibat penunjaman Lempeng Samudera Hindia pada Lempeng Benua Asia. Deformasi geologi ini diperkirakan terbentuk pada zaman Tersier awal (Eosen-oligosen) yang berkembang dari serangkaian blok yang naik divergen, berarah timur-barat antara lempeng Sunda dan samudera Hindia.

### 3.2. KARAKTERISTIK RESERVOIR LAPANGAN “Z”

Lapangan minyak “Z” mempunyai lapisan utama dari beberapa lapisan pada Formasi Bekasap. Mekanisme pendorong yang bekerja pada lapangan ini adalah water drive. Tekanan reservoir awal (initial pressure) diperkirakan sebesar 2600 psi, dan pada saat ini reservoir memiliki tekanan rata-rata sebesar 1500 psi, dengan tekanan bubble point 235 psi. Reservoir Bekasap mempunyai Temperatur rata-rata 280 °F. Reservoir ini merupakan reservoir tidak jenuh (undersaturated) karena tekanan reservoirnya berada di atas bubble point.

## BAB IV

### 4.1 HASIL DAN PEMBAHASAN

Penelitian ini dilakukan bertujuan untuk membandingkan biaya pemboran untuk masing-masing antara pemboran yang menggunakan *Top Drive* dan *Rotary Table*, dua sumur yang digunakan sebagai bahan analisa dan perbandingan satu menggunakan *Top Drive* dan satu menggunakan *Rotary Table* untuk berbagai kedalaman pada masing-masing sumur untuk data masing-masing *connection time* dan *trip time* terdapat pada tabel 4.1.

Tabel 4.1 Data *connection time* dan *tripping time*

Well	Rig Type	Well Type	Field	Interval	Hole Size, in		
					17-1/2	12-1/4	8-1/2
B#327	Top Drive	Directional	Bangko	Connection time, hr	2	6	6,25
				Tripping time, hr	4,75	17,25	23,5
				Footage, ft	305	991	2350
B#310	Rotary Table	Directional	Bangko	Connection time, hr	1,25	4	6
				Tripping time, hr	6,25	43,25	45,75
				Footage, ft	302	1000	2584

*Connection time* dan *tripping time* untuk masing-masing ukuran lubang bor ditampilkan dalam tabel 4.2 dan table 4.3 proses penyambungan dan trip pipa (total *time*) diperoleh dengan menjumlahkan *connection time* dan *tripping time*. Dimana *cost* untuk penanganan pipa dihitung dengan mengalikan total *time* dengan *rig rate*. Untuk rate (sewa) rig untuk masing-masing sistem adalah *Top Drive* sistem sebesar 737,18 US\$/hr dan *Rotary Table* sistem sebesar 541,67 US\$/hr

Tabel 4.2 *Total time* dan biaya untuk sistem *Top Drive*

Top Drive System (Rig rate = 737.18 \$/hr)						
Well#	Section	Depth, Ft	Connection time, hr	Trip time, hr	Total time, hr	Cost, \$/hr
B#327	17-1/2" Hole	305	2	4,75	6,75	\$ 4.975,96
	12-1/4" Hole	991	6	17,25	23,25	\$ 17.139,42
	8-1/2" Hole	2350	6,25	23,5	29,75	\$ 21.931,09

Tabel 4.3 *Total time* dan biaya untuk sistem *Rotary Table*

Rotary Table System (Rig rate = 541.67 \$/hr)						
Well#	Section	Depth, Ft	Connection time, hr	Trip time, hr	Total time, hr	Cost, \$/hr
B#310	17-1/2" Hole	302	1,25	6,25	7,5	\$ 4.062,50
	12-1/4" Hole	1000	4	43,25	47,25	\$ 25.593,75
	8-1/2" Hole	2584	6	45,75	51,75	\$ 28.031,25

Untuk melihat perbedaan total *time* antara kedua sistem (antara sistem *Top Drive* dan sistem *Rotary Table*) dapat dilihat dalam tampilan diagram batang pada grafik 4.1. dari hasil tersebut maka perolehan total *time* sistem *Top Drive* lebih efisien dibandingkan *Rotary Table*.

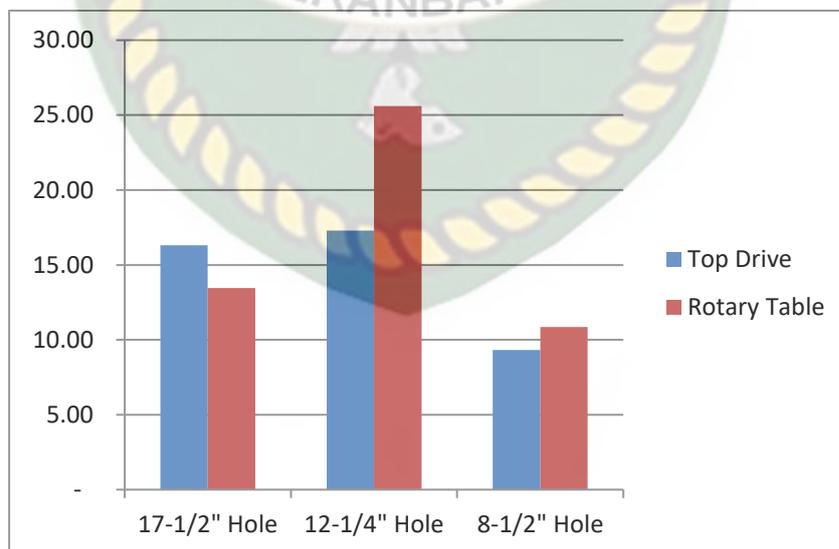


Grafik 4.1 Perbandingan *total time* antara *Top Drive* dan *Rotary Table*.

Tabel 4.4 *pipe handling cost* dalam bentuk \$/ft

	Section	Depth, Ft	Total time, hr	\$	\$/ft
Top Drive System (Rig rate = 737.18 \$/hr)					
Top Drive	17-1/2" Hole	305	6,75	4.975,96	16,31
	12-1/4" Hole	991	23,25	17.139,43	17,30
	8-1/2" Hole	2350	29,75	21.931,10	9,33
Rotary Table System (Rig rate = 541.67 \$/hr)					
Rotary Table	17-1/2" Hole	302	7,25	4.062,52	13,45
	12-1/4" Hole	1000	47,25	25.595,90	25,59
	8-1/2" Hole	2584	51,75	28.031,42	10,85

Dari hasil tabel 4.4 diketahui bahwa penggunaan *Top Drive* dengan ukuran pipa 17-1/2" sampai kedalaman 305 ft kurang efisien diakibatkan pada connection time nya memerlukan waktu lebih lama untuk menyambungkan pipa menjadi 2 *joint* sebelum disusun pada *monkey board*. Maka dari itu memerlukan waktu lebih lama diawal dari pada menggunakan *Rotary Table* yang hanya menggunakan 1 *joint* saja setiap penyambungan nya. Selama proses tersebut mengakibatkan biaya akan bertambah karena menghabiskan waktu diawal. Pada saat *trip time* sistem *Top Drive* jauh lebih unggul dari pada *Rotary Table* yang bisa dilihat dari perbandingan table 4.4



Grafik 4.1 perbandingan biaya \$/ft antara *Top Drive* dan *Rotary Table*

## BAB V

## 5.1 KESIMPULAN

Dari hasil penelitian yang dilakukan disumur minyak lapangan Z dapat di ambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari rata-rata biaya yang dihasilkan dengan kedalaman yang sama, *Top Drive* jauh lebih efisien dibandingkan *Rotary Table*. Dengan selisih biayanya  $C_{Total} - C_{Total} = 57.687,85 \$ - 44.046,5 \$ = 13.641,35 \$$
2. Dengan membandingkan antara system *Top Drive* dengan system *Rotary Table* dari 2 sumur yang dibor, *saving* waktu yang diperoleh dari proses *connection* dan *tripping* adalah sebesar  $T_{Total} - T_{Total} = 106.5 - 59.75 = 46.75hr$  yang lebih efisien penggunaan *Top Drive* dari pada *Rotary Table*. Pada ukuran pipa 17-1/2" system *Top Drive* menghabiskan waktu lebih lama pada saat *connection* nya dikarenakan penyusunan pipa menjadi 2 joint. Namun pada saat *tripping* jauh lebih unggul dibandingkan menggunakan *Rotary Table*.

## 5.2 SARAN

1. Untuk pekerjaan yang akan datang sebaiknya pada saat *connection* pipa 17-1/2" hole bisa dibuat lebih optimal dalam meminimalisir waktu.
2. Sebaiknya setiap kontraktor mempunyai alat *Top Drive* sendiri agar lebih mengurangi biaya sewa yang terpisah dengan rig.

## DAFTAR PUSTAKA

- Boyadief,G.J.: An overview of topdrive drilling system applications and experience. SPE Drilling Engineering 1986, Vol.1.
- Boyadief, G. J., An overview of top drive drilling system applications and experiences, SPE Drilling Engineering, 1986.
- Cavanaugh, J.M. and Adams, D.M. Top-Drive Drilling System Evaluation, SPE-16064-PA, SPE Drilling Engineering, Vol. 3, March 1988.
- Cavanaugh,J.M. & Adams D.M.: Top drive Drilling System Evaluation. SPE, Drilling Engineering 1988.
- Colin B murch,. Aplication of Top Drive Drilling To Horizontal Wells, 20 November 1996.
- Eubank and Makki,. Integrate Regional Interpretation and New insight on Petroleum System, Jakarta October 2013.
- Forsberg C.F., Rotary Table Drive, Los Angeles April 1997.
- Gordetsov A.A ., Top Drive Drilling System: Hydraulic vs Electric, Montanistica Slovaca, December 1996.
- Heidrick dan Aulia,. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah, Jakarta 1993.
- Hongying Z,. Top Drive Casing Running: Improving Safety and Efficiency of the Operation, China 11 July 2012.
- Hock, C.J. Selecting and Installing Top Drive Drilling Systems on Mobile Offshore Rigs, SPE-18703-MS, SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, 28 February-3 March, 1989.
- Heck. C.J. Reducing the Cost of Top Drive Dolling System Installation: A Case History, SPE-25715-MS, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 22-25 February, 1993.
- Jay picket,. The Next Generation Top Drive and Lessons Learned From the TDX-1250, Amsterdam march 2011.
- Ján Pinka et al (1996), TDS- Top drive system, new drilling technology

- Kaiser, M. J., A Survey of Drilling 2Cost and Complexity Estimation Models, International Journal of Petroleum Science and Technology, Volume 1, Number 1 (2007), pp. 1–22
- King I.M. Multi-Platform Drilling Operations Utilising One Rental Top Drive - The Commercial and Technical Benefits, SPE 30344, Offshore Europa Conference, Aberdeen. 5-8S September 1995.
- Nagy T.A. Review of The Top Drive Drilling System on Platform Edith, Texas 9 May 1985.
- Stephen kangongo., Rig Selection and Comparison of Top Drive and Rotary Table Drive System for Cost Effective Drilling Project in Kenya, 21 mei 2009.
- Shahir Nazir,. Utilizing Top Drive for Casing Running System Reduce Well Construction Costs and Increase Safety, Bahrain 28 october 2009.
- Tommy M.W.,. Top Drive Casing Running Procces Improves Safety And Capability, September 2006.
- Tesco, 2009: Product information site. Tesco Corporation, Ltd
- Tyson, R. W. and Schuck, J. D., Why Use a Top Drive on a Land Rig, or When? SPE/ IADC no. 29394 presented at the 1995 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, 28 February to 2 March 1995.
- Tyson, R.W. and Schuck, J.D. Why Use a Top Drive on a Land Rig, or When? SPE-29394-MS, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, Netherlands, 28 February-2 March, 1995
- Victor Atwa and James Kahutu (2014), Comparison Of Drilling Technologies Between Top Drive And Rotary Table In Geothermal Fields: A Case Study Of Olkaria Geothermal Fields
- Walid Mohamed Mahmud at al, (2016), Rig Selection and Cost Analysis; a Comparison of Top Drive and Rotary Table Drive Rig Systems
- Williams, M. K., Top-Drive Drilling Systems: Electric vs. Hydraulic-A Technical Overview and Comparison, SPE/ IADC no. 21958 presented at the 1991 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, 11-14 March 1991.



# UNIVERSITAS ISLAM RIAU

## FAKULTAS TEKNIK

### الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيُّوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No. 113, Marpoan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284  
Telp. +62 761 674674 Fax. +62761 674834 Email: teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

#### SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIARISME

Nomor: 0129 /A-UIR/5-T/2019

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

NAMA	ZULHISMAN
NPM	12 321 0363
PROGRAM STUDI	TEKNIK PERMINYAKAN

Judul Skripsi:

EFISIENSI PENGGUNAAN TOP DRIVE DI BANDINGKAN ROTARY TABLE PADA PROSES PEMBORAN SUMUR MINYAK DI LAPANGAN "Z".

Dinyatakan **Bebas Plagiat** karena hasil menunjukkan angka *Similarity Index* < 30% pada setiap subbab naskah skripsi yang disusun. Demikian surat keterangan ini di buat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 22 Juni 2019 M  
18 Syawal 1440 H

Wakil Dekan,  
Bidang Akademik FT-UIR



Dr. Kurnia Hastuti, ST., MT  
NPK. 99 05 02 281